

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

Applicant(s): LE RAVALEC-DUPIN, et al.
Serial No.: Not yet assigned
Filed: July 10, 2003
Title: METHOD OF CONSTRAINING A HETEROGENEOUS
PERMEABILITY FIELD REPRESENTING AN
UNDERGROUND RESERVOIR BY DYNAMIC DATA
Group: Not yet assigned

LETTER CLAIMING RIGHT OF PRIORITY

Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, VA 22313-1450

July 10, 2003

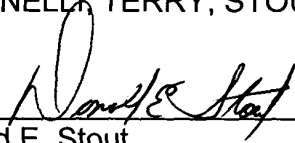
Sir:

Under the provisions of 35 USC 119 and 37 CFR 1.55, the applicant(s) hereby claim(s) the right of priority based on French Patent Application No.(s) EN.02/08.714, filed July 11, 2002.

A certified copy of said French Application is attached.

Respectfully submitted,

ANTONELLI, TERRY, STOUT & KRAUS, LLP



Donald E. Stout
Registration No. 26,422

DES/alb
Attachment
(703) 312-6600



BREVET D'INVENTION

CERTIFICAT D'UTILITÉ - CERTIFICAT D'ADDITION

COPIE OFFICIELLE

Le Directeur général de l'Institut national de la propriété industrielle certifie que le document ci-annexé est la copie certifiée conforme d'une demande de titre de propriété industrielle déposée à l'Institut.

Fait à Paris, le **27 JUIN 2003**

Pour le Directeur général de l'Institut
national de la propriété industrielle
Le Chef du Département des brevets

Martine PLANCHE

INSTITUT
NATIONAL DE
LA PROPRIÉTÉ
INDUSTRIELLE

SIEGE
26 bis, rue de Saint Petersburg
75800 PARIS cedex 08
Téléphone : 33 (0)1 53 04 53 04
Télécopie : 33 (0)1 53 04 45 23
www.inpi.fr

100



26 bis, rue de Saint Pétersbourg
75800 Paris Cedex 08
Téléphone : 33 (1) 53 04 53 04 Télécopie : 33 (1) 42 94 86 54

BREVET D'INVENTION CERTIFICAT D'UTILITÉ

Code de la propriété intellectuelle - Livre VI



REQUÊTE EN DÉLIVRANCE page 1/2



Cet imprimé est à remplir lisiblement à l'encre noire

08 540 0 W / 010501

REMISE DES PIÈCES DATE 11 JUL 2002 LIEU 75 INPI PARIS N° D'ENREGISTREMENT 0208714 NATIONAL ATTRIBUÉ PAR L'INPI DATE DE DÉPÔT ATTRIBUÉE PAR L'INPI 11 JUL 2002		1 NOM ET ADRESSE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE À QUI LA CORRESPONDANCE DOIT ÊTRE ADRESSÉE INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE 1 et 4 avenue de Bois Préau 92852 Rueil-Malmaison cedex	
V s références pour ce dossier (facultatif) JC/CLN			
C nfirmation d'un dépôt par télécopie		<input type="checkbox"/> N° attribué par l'INPI à la télécopie	
2 NATURE DE LA DEMANDE		Cochez l'une des 4 cases suivantes	
Demande de brevet		<input checked="" type="checkbox"/>	
Demande de certificat d'utilité		<input type="checkbox"/>	
Demande divisionnaire		<input type="checkbox"/>	
Demande de brevet initiale		N° _____ Date _____	
ou demande de certificat d'utilité initiale		N° _____ Date _____	
Transformation d'une demande de brevet européen		<input type="checkbox"/> N° _____ Date _____	
3 TITRE DE L'INVENTION (200 caractères ou espaces maximum) METHODE POUR CONTRAINDRE UN CHAMP DE PERMEABILITE HETEROGENE REPRESENTANT UN RESERVOIR SOUTERRAIN PAR DES DONNEES DYNAMIQUES			
4 DÉCLARATION DE PRIORITÉ OU REQUÊTE DU BÉNÉFICE DE LA DATE DE DÉPÔT D'UNE DEMANDE ANTÉRIEURE FRANÇAISE		Pays ou organisation _____ N° _____ Date _____ Pays ou organisation _____ N° _____ Date _____ Pays ou organisation _____ N° _____ <input type="checkbox"/> S'il y a d'autres priorités, cochez la case et utilisez l'imprimé «Suite»	
5 DEMANDEUR (Cochez l'une des 2 cases)		<input type="checkbox"/> Personne morale <input type="checkbox"/> Personne physique	
Nom ou dénomination sociale		INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE	
Prénoms			
Forme juridique		Organisme Professionnel	
N° SIREN		_____	
Code APE-NAF		_____	
Domicile ou siège	Rue	1 et 4 avenue de Bois Préau	
	Code postal et ville	92852 Rueil-Malmaison cedex	
	Pays	France	
Nationalité		Française	
N° de téléphone (facultatif)		01 47 52 60 00 N° de télécopie (facultatif) 01 47 52 70 03	
Adresse électronique (facultatif)			
<input type="checkbox"/> S'il y a plus d'un demandeur, c chez la case t utilisez l'imprimé «Suite»			

Remplir impérativement la 2^{ème} page

REMISE DES PIÈCES DATE 11 JUIL 2002 LIEU 75 INPI PARIS N° D'ENREGISTREMENT 0208714 NATIONAL ATTRIBUÉ PAR L'INPI		Réservé à l'INPI	DB 540 0 W / 010801
Vos références pour ce dossier : <i>(facultatif)</i>		JC/CLN	
6 MANDATAIRE (s'il y a lieu)			
Nom		ELMALEH	
Prénom		Alfred	
Cabinet ou Société		INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE	
N° de pouvoir permanent et/ou de lien contractuel			
Adresse	Rue	1 et 4 avenue de Bois Préau	
	Code postal et ville	[9] [2] [8] [5] [2] Rueil-Malmaison cedex	
	Pays	France	
N° de téléphone <i>(facultatif)</i>		01 47 52 60 00	
N° de télécopie <i>(facultatif)</i>		01 47 52 70 03	
Adresse électronique <i>(facultatif)</i>			
7 INVENTEUR (S)		Les inventeurs sont nécessairement des personnes physiques	
Les demandeurs et les inventeurs sont les mêmes personnes		<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non : Dans ce cas remplir le formulaire de Désignation d'inventeur(s)	
8 RAPPORT DE RECHERCHE		Uniquement pour une demande de brevet (y compris division et transformation)	
Établissement immédiat ou établissement différé		<input checked="" type="checkbox"/> Établissement immédiat <input type="checkbox"/> Établissement différé	
Paiement échelonné de la redevance <i>(en deux versements)</i>		Uniquement pour les personnes physiques effectuant elles-mêmes leur propre dépôt <input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non	
9 RÉDUCTION DU TAUX DES REDEVANCES		Uniquement pour les personnes physiques <input type="checkbox"/> Requête pour la première fois pour cette invention <i>(joindre un avis de non-imposition)</i> <input type="checkbox"/> Obtenue antérieurement à ce dépôt pour cette invention <i>(joindre une copie de la décision d'admission à l'assistance gratuite ou indiquer sa référence)</i> : AG [] [] [] [] []	
Si vous avez utilisé l'imprimé «Suite», indiquez le nombre de pages jointes			
10 SIGNATURE DU DEMANDEUR OU DU MANDATAIRE (Nom et qualité du signataire) Pour Alfred ELMALEH, Chef du Département Brevets Jean COADOUR		VISA DE LA PRÉFECTURE OU DE L'INPI C. MARTIN	

5

10

La présente invention concerne une méthode pour contraindre des modèles stochastiques représentant des zones souterraines hétérogènes telles que des réservoirs pétroliers à des données dites dynamiques car elles varient avec les déplacements de fluide. Ces données sont par exemple des données de production ou encore des données de pression obtenues à partir d'essais de puits.

Etat de la technique

L'utilisation de modèles stochastiques de type gaussien pour représenter l'hétérogénéité des structures souterraines est décrite par exemple par :

- Journel, A.G., and Huijbregts, Ch.J. : " Mining geostatistics ", Academic Press, 1978 ;
ou
- Chilès, J.P. and Delfiner, P. : "Geostatistics – Modeling Spatial Uncertainty"; Wiley-Interscience Publishers, John Wiley and Sons, 1999.

Un modèle numérique de réservoir peut être formé à partir d'un ensemble de mailles auxquelles on attribue les valeurs d'une réalisation d'un modèle stochastique de type gaussien ou apparenté au type gaussien. Ces valeurs peuvent être assimilées à des porosités ou des perméabilités.

La mise en conformité du modèle numérique de réservoir avec les données dynamiques mesurées sur le terrain peut être abordée sous la forme d'un problème d'optimisation. Une fonction objectif ou coût, définie au préalable, quantifie l'écart entre les données dynamiques mesurées pour le milieu réel et les réponses correspondantes du modèle numérique de réservoir. Ces réponses sont calculées à l'aide d'un simulateur

d'écoulement numérique. L'objectif du problème d'optimisation est de modifier le modèle de réservoir ou plutôt la réalisation associée pour minimiser la fonction objectif. Ce processus est itératif : chaque itération implique une simulation directe des écoulements. Une bonne méthode d'optimisation doit permettre : a) de modifier des réalisations
 5 discrétisées sur un très grand nombre de mailles ; b) d'effectuer les modifications tout en respectant le modèle stochastique, c'est à dire que la réalisation modifiée doit être cohérente avec le modèle stochastique ; et c) de limiter le nombre de simulations directes d'écoulement, car elles requièrent un temps calcul considérable.

Parmi les techniques d'optimisation connues, on peut citer le recuit simulé. Cette
 10 approche est décrite, entre autres, par :

- Gupta, A.D. et al. : "Detailed characterization of fractured limestone formation using stochastic inverse approaches", SPE Ninth Symposium, 1994.

Cette technique repose sur des échanges de valeurs de la réalisation entre mailles. A chaque échange, la fonction objectif doit être calculée et donc une simulation directe
 15 d'écoulement exécutée. Ce processus requiert un nombre excessif d'itérations. En outre, afin de préserver la concordance entre la réalisation et le modèle stochastique, un terme supplémentaire concernant le variogramme est introduit dans la fonction objectif, ce qui rend l'optimisation plus délicate.

D'autres techniques d'optimisation, plus fréquemment appliquées, s'appuient sur le
 20 calcul de gradients. Plusieurs approches s'appuyant sur les gradients sont présentées par :

- Tarantola, A., "Inverse problem theory – Methods for data fitting and model parameter estimation": Elsevier Science Publishers, 1987.

Elles nécessitent le calcul des gradients de la fonction objectif par rapport aux paramètres du problème qui sont les valeurs de la réalisation en chaque maille. Les
 25 réalisations sont alors modifiées en fonction de ces gradients de sorte que la fonction objectif diminue. Le problème lié au conditionnement d'un modèle de réservoir à des données de production n'est pas linéaire : les techniques de minimisation par des calculs de gradients s'emploient itérativement. Après chaque modification de la réalisation, une simulation directe d'écoulement est effectuée et les gradients sont recalculés. Appliquées
 30 brutalement, les méthodes des gradients conduisent à un calage des données dynamiques,

mais détruisent la cohérence entre le modèle stochastique et la réalisation. En outre, elles ne permettent pas de considérer un très grand nombre de paramètres. Pour éviter ces limites, des techniques de paramétrage géostatistique peuvent y être intégrées. On peut citer à ce stade la méthode des points pilotes, décrite par :

- 5 - de Marsily, G. et al. : "Interpretation of interference tests in a well field using geostatistical techniques to fit the permeability distribution in a reservoir model" in Verly, G. et al. (ed.), Geostatistics for natural resources characterization, Part 2, D. Reidel Pub. Co, 1984.

10 Cette méthode consiste à sélectionner dans la réalisation un certain nombre de points, dits pilotes, à calculer les dérivées de la fonction objectif par rapport aux valeurs en ces points, à modifier les valeurs de ces points en conséquence et à propager la perturbation ainsi définie par une technique de krigeage. La méthode des points pilotes peut induire des variations aberrantes des valeurs des points pilotes.

15 Une autre technique de paramétrage géostatistique, qui évite l'écueil précédemment mentionné, est la méthode de déformation graduelle d'un modèle stochastique d'un milieu hétérogène tel qu'une zone souterraine. Elle est exposée et exploitée par Hu, L.-Y. et al., dans les brevets FR 2.780.798 et FR2.795.841 du demandeur.

20 La méthode de déformation graduelle permet de modifier graduellement une réalisation d'un modèle stochastique de type gaussien ou de type apparenté au modèle gaussien tout en respectant ce modèle. La réalisation déformée est encore une réalisation du modèle stochastique. Lorsque la méthode de déformation graduelle est introduite dans un processus d'optimisation, la démarche est la suivante. La réalisation initiale est combinée avec un nombre fixé de réalisations indépendantes se rattachant au même modèle stochastique. Ces réalisations sont appelées réalisations complémentaires. La
25 combinaison est contrôlée par autant de paramètres de déformation qu'il y a de réalisations complémentaires. Elle fournit une nouvelle réalisation. Puis sont calculées les dérivées de la fonction objectif par rapport aux paramètres de déformation. Ces derniers sont modifiés afin de prendre en compte l'information issue des dérivées. Une première optimisation par rapport aux paramètres de déformation fournit une réalisation vérifiant le modèle
30 stochastique et réduisant la fonction objectif. En général, ce processus d'optimisation doit être répété plusieurs fois avec des réalisations complémentaires différentes afin de

diminuer suffisamment la fonction objectif, ce qui peut signifier dans certains cas l'exécution d'un nombre prohibitif de simulations directes d'écoulement.

La méthode de déformation graduelle permet, dans certains cas, de modifier une réalisation localement. Cette possibilité est fondée lorsque la déformation graduelle est
5 combinée au générateur géostatistique FFTMA décrit par :

- Le Ravalec, M. et al. : The FFT moving average (FFT-MA) generator: an efficient numerical method for generating and conditioning Gaussian simulations, *Math. Geol.*, 32(6), 2000.

Ce générateur produit des réalisations pour un modèle stochastique de type
10 gaussien spécifié au préalable en convoluant un bruit blanc gaussien avec un opérateur dépendant de la fonction de covariance. Une déformation locale peut être effectuée en appliquant la méthode de déformation graduelle au bruit blanc gaussien sous-jacent à la réalisation.

Les techniques de gradients développées à ce jour pour le calage par rapport aux
15 données dynamiques reposent sur un lien direct entre les variations auxquelles est soumise la réalisation représentant le réservoir et la variation de la fonction objectif. Le processus d'optimisation implique de modifier d'abord la réalisation et de lancer ensuite une simulation d'écoulement pour appréhender les variations qui en résultent pour le calage.

Une approche différente, valable dans le cas où les écoulements sont modélisés par
20 des lignes de courant, est proposée par :

- Wang, Y., and Kovscek, A.R. : A streamline approach for history-matching production data, SPE/DOE IOR, 2000.

Inversant la démarche des approches traditionnelles, ces auteurs proposent une méthodologie fondée sur l'application successive de deux étapes. La première étape se
25 concentre sur le calage : elle permet d'évaluer la modification à apporter aux perméabilités effectives des lignes de courant pour améliorer le calage. La deuxième étape concerne le transfert de la variation de perméabilité effective des lignes de courant vers la réalisation. Ce processus est poursuivi jusqu'à l'obtention d'un calage jugé satisfaisant. La limite majeure de cette approche est de ne pas préserver la cohérence de la réalisation vis à vis du
30 modèle stochastique.

La méthode selon l'invention

La méthode selon l'invention permet d'élaborer des modèles numériques, représentant des milieux hétérogènes souterrains tels que des réservoirs pétroliers ou des aquifères, conformes tout d'abord avec un ensemble de données dynamiques mesurées dans des puits de production, d'injection ou d'observation, mais aussi avec un modèle stochastique qui caractérise la distribution spatiale des hétérogénéités.

Elle comporte essentiellement une minimisation de la fonction objectif à partir d'un processus itératif subdivisé en deux étapes et par l'intégration de la méthode de déformation graduelle dans la deuxième étape. La première étape identifie la perturbation à apporter aux perméabilités effectives de zones prédéfinies pour réduire la fonction objectif. La deuxième étape se concentre sur la minimisation de l'écart entre les perméabilités effectives souhaitées et les perméabilités effectives correspondantes calculées pour la réalisation considérée, en modifiant cette même réalisation à l'aide de la méthode de déformation graduelle. Cette étape de minimisation est une optimisation intermédiaire, qui ne requiert aucune nouvelle simulation d'écoulement et qui permet de déformer la réalisation en respectant le modèle stochastique gaussien. Si la fonction objectif n'est pas satisfaisante à ce stade, le processus reprend au niveau de la première étape.

La méthode selon l'invention est une méthode d'optimisation graduelle découplée. Le terme graduel s'applique dans la mesure où la déformation du modèle numérique se fait suivant les principes fondamentaux de la méthode de déformation graduelle. Le terme découplé rappelle que l'optimisation s'appuie sur deux étapes, la première définissant la correction à apporter aux perméabilités effectives, la deuxième la propageant indépendamment vers le modèle numérique. Ces deux étapes impliquent que les simulations d'écoulement sont exécutées uniquement pendant la première étape afin d'améliorer le calage des perméabilités effectives. En aucun cas, la deuxième étape ne requiert de simulation d'écoulement pour estimer la manière dont doit être déformé le modèle numérique de réservoir.

En d'autres termes, la méthode selon l'invention permet de former itérativement un modèle représentatif du champ de perméabilité d'un milieu hétérogène, discrétisé par un maillage, tel qu'une zone souterraine, contraint par des données géologiques a priori et des

données dynamiques collectées dans le milieu par des mesures et observations préalables.
Elle comporte:

- une première étape dans laquelle:

5 a) on génère un modèle initial de la perméabilité en adéquation avec un modèle stochastique gaussien ou apparenté, cohérent avec les données géologiques a priori, et on réalise au moyen d'un simulateur approprié, une simulation des écoulements de fluides ; et

b) on identifie des zones à l'intérieur du réservoir, on calcule les perméabilités effectives de ces zones, et, à partir des résultats du simulateur, on estime les corrections à apporter à ces perméabilités effectives pour améliorer le calage par rapport aux données; et

10 - une deuxième étape dans laquelle c) on propage les corrections à l'ensemble des mailles du champ de perméabilité, par un processus d'optimisation itératif dans lequel on minimise une fonctionnelle qui quantifie la différence entre les perméabilités effectives nécessaires pour obtenir le dit calage et les perméabilités effectives calculées pour le champ de perméabilité considéré, en utilisant une technique de déformation graduelle de
15 réalisations du modèle stochastique.

On définit les zones soit manuellement, soit automatiquement à partir du simulateur d'écoulement.

Suivant un mode de mise en œuvre, on réalise la simulation des écoulements au moyen d'un simulateur par lignes de courant, et on identifie les zones du milieu par un
20 ensemble de mailles traversées par une ou plusieurs lignes de courant, de géométrie fixe.

Suivant un autre mode de mise en œuvre, on identifie les dites zones sous la forme de portions de volume à la périphérie de puits traversant le dit milieu, dans le cadre d'essais de puits.

Suivant un autre mode de mise en œuvre, on attribue au moins un paramètre de
25 déformation graduelle à chacune des zones.

Par rapport à l'art antérieur, la méthode selon l'invention permet de caler une réalisation d'un modèle stochastique à des données dynamiques en gardant la cohérence par rapport au modèle stochastique et en réduisant significativement le nombre de

simulations directes d'écoulement à exécuter. Contrairement aux approches développées à ce jour, une déformation de la réalisation n'implique pas systématiquement une nouvelle simulation d'écoulement. Elle donne ainsi la possibilité de mieux explorer l'espace des réalisations et de déterminer rapidement non pas une réalisation contrainte, mais plusieurs.

- 5 De plus, la méthode selon l'invention permet de déformer la réalisation à partir d'un grand nombre de paramètres ce qui accélère l'optimisation intermédiaire. Elle rend aussi possible la déformation de la réalisation par zones, celles-ci pouvant être les mêmes que les zones prédéfinies pour le calcul des perméabilités effectives lors de la première étape.

Présentation des figures

- 10 D'autres caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention apparaîtront plus précisément à la lecture de la description ci-après d'un exemple non limitatif d'application, en se référant aux dessins annexés où :

- la Fig. 1 montre un exemple de schéma d'optimisation en deux étapes selon la méthode ; et
- 15 - la Fig. 2 montre une comparaison entre un flux fractionnaire réel au flux fractionnaire simulé correspondant.

Description détaillée de la méthode

- Traditionnellement, le calage des modèles de réservoir est un processus itératif au cours duquel on exécute une simulation d'écoulement à chaque fois qu'on perturbe le réservoir. Par souci de simplification, on considère que le modèle numérique de réservoir se ramène à une réalisation d'un modèle stochastique pour la perméabilité. En d'autres termes, une simulation d'écoulement est requise pour toute variation du champ de perméabilité. Au contraire, la méthode selon l'invention peut proposer plusieurs variations du champ de perméabilité en ne recourant qu'à une unique simulation d'écoulement. Pour ce faire, elle procède en deux étapes (Fig. 1). Lors de la première étape, on détermine des zones du réservoir et on estime la correction à apporter aux perméabilités effectives de ces zones pour améliorer le calage des données. Puis, un processus d'optimisation est mis en place pour propager la perturbation déterminée pour les perméabilités effectives de ces zones vers le champ de perméabilité représentant le réservoir. La première étape requiert une simulation d'écoulement puisqu'elle dépend d'une comparaison des données réelles
- 20
- 25
- 30

avec les réponses synthétiques correspondantes. Au contraire, la deuxième étape ne demande pas de simulation d'écoulement supplémentaire. Enfin, l'optimisation qui intervient dans la deuxième étape est paramétrée suivant la méthode de déformation graduelle ce qui permet de préserver la cohérence de la distribution des valeurs de perméabilité (ou toute autre propriété considérée) vis à vis du modèle de variabilité spatiale.

L'algorithme général est résumé comme suit :

Un champ initial de perméabilité en adéquation avec un modèle stochastique ayant été généré ;

- 10 a) étape 1 – on fait une simulation d'écoulement, on calcule les perméabilités effectives de ces zones, on identifie des zones à l'intérieur du champ considéré et on estime la variation à appliquer aux perméabilités effectives de ces zones afin de réduire l'écart entre les données de production mesurées sur le terrain et les données de production simulées ;
- 15 b) étape 2 – la perturbation requise au niveau des perméabilités effectives des zones est propagée à l'ensemble du champ de perméabilité par un processus d'optimisation. La fonction à minimiser quantifie la différence entre les perméabilités effectives souhaitées et les perméabilités effectives calculées pour le champ de perméabilité considéré. La technique de déformation graduelle est mise en œuvre pour
- 20 modifier le champ de perméabilité.
- c) retour en b) tant que le calage n'est pas satisfaisant.

Le calcul des perméabilités effectives des zones peut être fait en utilisant le simulateur ou bien encore être obtenu par utilisation de techniques de moyenne bien connues des gens de l'art.

- 25 La méthode selon l'invention est adaptable à tout simulateur d'écoulement dans la mesure où l'on se donne les moyens de définir des perméabilités effectives pour différentes zones du réservoir, ces dernières étant identifiées manuellement par l'utilisateur ou automatiquement à partir d'un critère donné. Par exemple, pour un simulateur de tests de puits, on pourra sélectionner des couronnes de rayon croissant, centrées sur les puits, pour

définir les zones. Les perméabilités effectives pourront dans ce cas être reliées aux perméabilités apparentes.

Dans l'exemple développé à présent, nous nous concentrons sur le cas d'un simulateur par lignes de courant. Les zones considérées dans ce cadre sont déterminées par les lignes de courant elles-mêmes. Chacune des deux étapes précédemment mentionnées est revue dans le détail dans les deux sections qui suivent.

Etape 1 : Modification des perméabilités effectives

L'objectif de la première partie est de décrire la géométrie des lignes de courant et d'identifier la modification à apporter à la perméabilité effective de ces lignes pour mieux caler les données de production. Une ligne ou un ensemble de lignes de courant définissent une zone.

La modélisation des écoulements par des lignes de courant présentent certaines caractéristiques. Le déplacement de fluide le long d'une ligne de courant est un problème unidimensionnel ; les lignes de courant ne communiquent pas entre elles. Quand le rapport des mobilités des fluides en présence est unitaire et quand les conditions aux limites ne changent pas, la géométrie des lignes de courant est fixe. Quand le rapport des mobilités est différent de un, on distingue deux alternatives : on fixe la géométrie des lignes de courant et on autorise les variations des flux pendant le déplacement des fluides ou on distribue le flux uniformément entre les tubes de courant et on remet à jour périodiquement la géométrie des lignes de courant. Nous nous plaçons d'emblée dans la première configuration.

Pour simplifier le problème, on considère des groupes de lignes de courant plutôt que les lignes de courant individuellement : on réduit ainsi le nombre de paramètres. La perméabilité effective d'un groupe de lignes de courant s'exprime comme la moyenne harmonique pondérée par les volumes de fluide des perméabilités des mailles traversées

$$\text{par les lignes de courant : } K_i^{eff} = \frac{\sum_{k=1}^{N_{gSL}} \sum_{j=1}^{N_k} q_{k,j} \Delta \tau_{k,j}}{\sum_{k=1}^{N_{gSL}} \sum_{j=1}^{N_k} \frac{q_{k,j} \Delta \tau_{k,j}}{k_j}} \quad \text{Eq. 1}$$

K_i^{eff} est la perméabilité effective du $i^{ème}$ groupe de lignes de courant. N_{gSL} est le nombre de lignes de courant comprises dans ce $i^{ème}$ groupe, N_k est le nombre de mailles traversées par la $k^{ème}$ ligne de courant du $i^{ème}$ groupe. $q_{k,j}$ est le flux pour la $k^{ème}$ ligne de courant au niveau de la $j^{ème}$ maille. $\Delta\tau_{k,j}$ est le temps de vol pour la $k^{ème}$ ligne de courant
 5 au travers de la $j^{ème}$ maille.

Pour une réalisation de départ donnée, la simulation d'écoulement permet de déterminer la géométrie des lignes de courant et de calculer leurs perméabilités effectives. Il reste à évaluer la variation de perméabilité effective qui fournirait une amélioration du calage des données de production. Pour ce faire, on compare, aux puits producteurs, les
 10 flux fractionnaires observés et les flux fractionnaires correspondants simulés (Fig. 2). On ordonne alors les lignes de courant dans l'ordre croissant de leurs temps de percée et on discrétise les courbes de flux fractionnaires. Les segments Δq ainsi définis sont associés à des groupes de lignes de courant. En l'absence de concordance entre les flux simulés et les flux réels, les perméabilités effectives des groupes de lignes de courant sont considérées
 15 comme responsables des différences. Une correction appliquée à l'ensemble des groupes de lignes de courant permet de restreindre cet écart. Considérons le groupe de lignes de courant associés à un incrément de flux Δq_i (Fig. 2). La perméabilité effective qu'on souhaiterait avoir pour le groupe i de lignes de courant afin d'améliorer le calage est :

$$K_{i,souhaité}^{eff} = \frac{t_{i,simulé}}{t_{i,référence}} K_{i,simulé}^{eff}$$

20 où $t_{i,référence}$ et $t_{i,simulé}$ sont les temps de percée moyens associés à l'incrément Δq_i pour les courbes de flux fractionnaires réel et simulé. On procède de manière analogue pour chaque groupe de lignes de courant.

Etape 2 : Optimisation intermédiaire – Modification du champ de perméabilité

25 La première étape détermine une variation à appliquer aux perméabilités effectives des lignes de courant pour caler les flux fractionnaires. L'objectif de la deuxième étape est de transférer cette variation des lignes de courant vers le champ de perméabilité tout en préservant la cohérence du champ de perméabilité vis à vis du modèle stochastique. Pour

ce faire, on définit un problème d'optimisation. Il s'agit ici de minimiser la fonction, dite intermédiaire :

$$FI = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_g} \left(K_{i,souhaité}^{eff} - K_{i,simulé}^{eff} \right)^2$$

N_g est le nombre de groupes de lignes de courant. $K_{i,souhaité}^{eff}$ est la perméabilité effective souhaitée pour le groupe i de lignes de courant afin de réduire les différences entre les flux fractionnaires mesurés et simulés : cette valeur a été déterminée lors de la première étape. $K_{i,simulé}^{eff}$ est la perméabilité effective du groupe i de lignes de courant pour le champ de perméabilité considéré. Ce problème d'optimisation est non linéaire et peut impliquer autant de paramètres que le champ de perméabilité comprend de mailles. En y intégrant la méthode de déformation comme technique de paramétrage, on se donne la possibilité de réduire le nombre de paramètres et on assure une modification conforme du champ de perméabilité par rapport au modèle stochastique définissant la distribution spatiale des hétérogénéités dans le champ de perméabilité. De plus, afin de pouvoir modifier le champ de perméabilité par zones, les zones correspondant aux différents groupes de lignes de courant, la déformation graduelle est appliquée non pas au champ de perméabilité lui-même, mais au bruit blanc gaussien sous-jacent (Fig. 1).

La version la plus simple de la méthode par déformation graduelle consiste à combiner deux bruits blancs gaussiens, z_1 et z_2 , suivant la relation :

$$z(\mathbf{x})(\rho) = z_1(\mathbf{x})\cos(\pi\rho) + z_2(\mathbf{x})\sin(\pi\rho),$$

où ρ est le paramètre de déformation et \mathbf{x} la position. Le gradient de z par rapport à ρ est :

$$\frac{\partial z}{\partial \rho} = -\pi z_1 \sin(\pi\rho) + \pi z_2 \cos(\pi\rho).$$

Le bruit blanc gaussien z est ensuite transformé en une réalisation gaussienne y de modèle de covariance C , de moyenne nulle et variance unitaire, à l'aide d'un produit de convolution, développé au cœur du générateur FFTMA :

25

$$y = f * z.$$

f résulte de la décomposition de la fonction de covariance. La dérivée de y par rapport au paramètre de déformation est :

$$\frac{\partial y}{\partial \rho} = f * \frac{\partial z}{\partial \rho}.$$

Tout autre générateur géostatistique produisant des réalisations gaussiennes ou de type apparenté peut être employé à la place du générateur FFTMA à condition d'y intégrer le calcul des gradients. Le générateur FFTMA offre néanmoins l'avantage de la rapidité d'exécution, même pour des réalisations discrétisées sur un très grand nombre de mailles.

La réalisation y , pour l'instant centrée réduite, c'est à dire de moyenne nulle et variance unitaire, peut ensuite être transformée en une réalisation gaussienne w de moyenne m et variance σ^2 :

$$w(\mathbf{x}) = m + \sigma y(\mathbf{x})$$

La dérivée par rapport au paramètre de déformation devient :

$$\frac{\partial w}{\partial \rho}(\mathbf{x}) = \sigma \frac{\partial y}{\partial \rho}(\mathbf{x})$$

A ce stade, il faut aussi prendre en compte des données statiques qui auront été observées en des points précis, par exemple dans des puits. Cette information est en général intégrée dans la réalisation générée à l'aide d'une technique de krigeage. La réalisation contrainte w_c se déduit de :

$$w_c(\mathbf{x}) = w_{dK}(\mathbf{x}) + (w(\mathbf{x}) - w_K(\mathbf{x}))$$

où w_{dK} et w_K sont les réalisations obtenues pour la première à partir du krigeage des observations réelles et pour la seconde du krigeage des valeurs de w aux points d'observation. L'estimateur de krigeage, dans le cadre dual, s'exprime :

$$w_K(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n p_i C(\mathbf{x} - \mathbf{x}_i) + m$$

C est la fonction de covariance. Les \mathbf{x}_i sont les positions des n observations. Les poids p_i sont indépendants de la position, mais dépendent des paramètres de déformation.

On peut montrer que la dérivée de w par rapport au paramètre de déformation s'obtient à partir :

$$\begin{aligned}\frac{\partial w_c}{\partial \rho}(\mathbf{x}) &= \frac{\partial w}{\partial \rho}(\mathbf{x}) - \frac{\partial w_k}{\partial \rho}(\mathbf{x}) \\ \frac{\partial w_k}{\partial \rho}(\mathbf{x}) &= \sum_{i=1}^n \frac{\partial p_i}{\partial \rho} C(\mathbf{x} - \mathbf{x}_i) \\ \sum_{j=1}^n \frac{\partial p_j}{\partial \rho} C(\mathbf{x}_j - \mathbf{x}_i) &= \frac{\partial w}{\partial \rho}(\mathbf{x})\end{aligned}$$

Le champ de perméabilité k se déduit de la transformation log-normale de w_c :

$$k(\mathbf{x}) = \exp(w_c(\mathbf{x})).$$

Le gradient des perméabilité par rapport au paramètre de déformation s'exprime :

$$\frac{\partial k}{\partial \rho}(\mathbf{x}) = \frac{\partial w_c(\mathbf{x})}{\partial \rho} k(\mathbf{x})$$

L'équation 1) permet de calculer la perméabilité effective d'un groupe de lignes de courant pour un champ de perméabilité donné. On en déduit la dérivée de la perméabilité effective par rapport au paramètre de déformation :

$$\frac{\partial K_i^{eff}}{\partial \rho} = K_i^{eff} \frac{\sum_{k=1}^{N_{gSL}} \sum_{j=1}^{N_k} \frac{q_{k,j} \Delta \tau_{k,j}}{k_j^2} \frac{\partial k_j}{\partial \rho}}{\sum_{k=1}^{N_{gSL}} \sum_{j=1}^{N_k} \frac{q_{k,j} \Delta \tau_{k,j}}{k_j}}$$

Ces différentes relations montrent comment déformer un champ de perméabilité et calculer les gradients des perméabilités effectives des lignes de courant par rapport à un paramètre de déformation. Toutes ces relations sont aisément généralisables au cas où plus
15 paramètres de déformation interviennent. On pourra notamment faire le choix d'affecter un paramètre de déformation à chacune des zones définies pour le calcul des perméabilités effectives.

Plusieurs techniques peuvent être envisagées pour minimiser la fonction intermédiaire, mais puisque les gradients des perméabilités effectives sont disponibles pour

un coût calcul négligeable, une approche de type Gauss-Newton peut s'avérer judicieuse. Pour déterminer la perturbation à apporter aux paramètres de déformation pour réduire la fonction intermédiaire, résout le système :

$$\mathbf{H}\Delta\rho = -\nabla(FI)$$

- 5 $\Delta\rho$ est la perturbation à définir, $\nabla(FI)$ comprend les gradients de la fonction intermédiaire par rapport aux paramètres de déformation et \mathbf{H} est une matrice approchée de la matrice hessienne :

$$\mathbf{H} = \mathbf{G}'\mathbf{W}\mathbf{G}$$

- 10 \mathbf{G} est la matrice de sensibilité : elle rassemble les dérivées des perméabilités effectives des groupes de lignes de courant par rapport aux paramètres de déformation. \mathbf{W} est la matrice poids : elle égale ici la matrice identité.

- 15 Finalement, l'algorithme développé pour minimiser la fonction intermédiaire est décrit comme suit. L'étape 1 permet de définir d'une part les perméabilités effectives souhaitées pour les groupes de lignes de courant et d'autre part des zones affectées à ces groupes.

- a) On affecte au moins un paramètre de déformation par zone.
- b) On définit un bruit blanc gaussien initial et au moins un bruit blanc gaussien complémentaire.
- c) On effectue une déformation graduelle en combinant les bruits blancs
- 20 gaussiens précédents. On calcule dans le même temps les dérivées du bruit blanc gaussien \mathbf{z} issu de la déformation graduelle par rapport aux paramètres de déformation.
- d) On transforme le bruit blanc gaussien \mathbf{z} en un champ de perméabilité \mathbf{k} , on détermine aussi les dérivées des perméabilités par rapport aux paramètres de déformation.
- e) On calcule les perméabilités effectives des groupes de lignes de courant
- 25 définies lors de l'étape 1, ainsi que leurs dérivées.
- f) On estime alors la perturbation à apporter aux paramètres de déformation pour réduire la fonction intermédiaire.

g) A ce stade, plusieurs alternatives se dessinent. Si la fonction intermédiaire n'est pas assez faible et si elle ne semble pas avoir convergé, on remet à jour les paramètres de déformation et on revient en c). Si la fonction intermédiaire n'est pas assez faible, mais semble avoir convergé, on revient en b), c'est à dire qu'on met à jour le bruit blanc gaussien initial et qu'on tire au hasard un nouveau bruit blanc gaussien complémentaire. Enfin, si la fonction objectif est suffisamment faible ou si elle ne semble pas vouloir décroître davantage, l'étape 2 prend fin.

La procédure décrite ici se concentre sur le cas des simulations d'écoulement par ligne de courant. Les lignes de courant apparaissent en effet comme un outil très naturel pour définir des zones. Le cœur de la présente invention impliquant l'identification de zones et le calcul des perméabilités effectives pour ces zones, ce choix semble logique. D'autres types d'applications sont néanmoins tout à fait envisageables. Par exemple, l'information relative aux différentes zones pourraient être fournie par des tests de puits. La perméabilité effective peut dans ce cas être calculée en fonction du rayon d'investigation autour du puits ; les zones considérées sont alors des couronnes. Le simulateur d'écoulement mis en œuvre pour simuler les essais de puits peut être un simulateur d'écoulement standard. La procédure à suivre est analogue à celle décrite pour les lignes de courant. La simulation d'écoulement permet d'identifier des zones et de déterminer la perméabilité effective pour ces zones qui peut être comparée aux données mesurées sur le terrain. Puis, la minimisation d'une fonction objectif intermédiaire suivant l'approche présentée plus haut permet de propager la correction à apporter aux perméabilités effectives vers les perméabilités absolues des mailles à l'intérieur des zones tout en respectant le modèle de variabilité spatiale a priori.

REVENDECATIONS

1) Méthode pour former itérativement un modèle représentatif du champ de perméabilité d'un milieu hétérogène, discrétisé par un maillage, tel qu'une zone souterraine, contraint par des données géologiques a priori et des données dynamiques collectées dans le milieu par des mesures et observations préalables, caractérisée en ce qu'elle comporte:

- une première étape dans laquelle:

a) on génère un modèle initial de la perméabilité en adéquation avec un modèle stochastique gaussien ou apparenté, cohérent avec les données géologiques a priori, et on réalise au moyen d'un simulateur approprié, une simulation des écoulements de fluides ; et

b) on identifie des zones à l'intérieur du réservoir, on calcule les perméabilités effectives de ces zones, et, à partir des résultats du simulateur, on estime les corrections à apporter à ces perméabilités effectives pour améliorer le calage par rapport aux dites données; et

- une deuxième étape dans laquelle c) on propage les dites corrections à l'ensemble des mailles du champ de perméabilité, par un processus d'optimisation itératif dans lequel on minimise une fonctionnelle qui quantifie la différence entre les perméabilités effectives nécessaires pour obtenir le dit calage et les perméabilités effectives calculées pour le champ de perméabilité considéré, en utilisant une technique de déformation graduelle de réalisations du modèle stochastique.

2) Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que les zones sont définies soit manuellement, soit automatiquement à partir du simulateur d'écoulement.

3) Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on réalise la simulation des écoulements au moyen d'un simulateur par lignes de courant, et on identifie les zones du dit milieu par un ensemble de mailles traversées par une ou plusieurs lignes de courant, de géométrie fixe.

4) Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on identifie les dites zones sous la forme de portions de volume à la périphérie de puits traversant le dit milieu, dans le cadre d'essais de puits.

5) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que l'on attribue au moins un paramètre de déformation graduelle à chacune des dites zones.

FIG.1

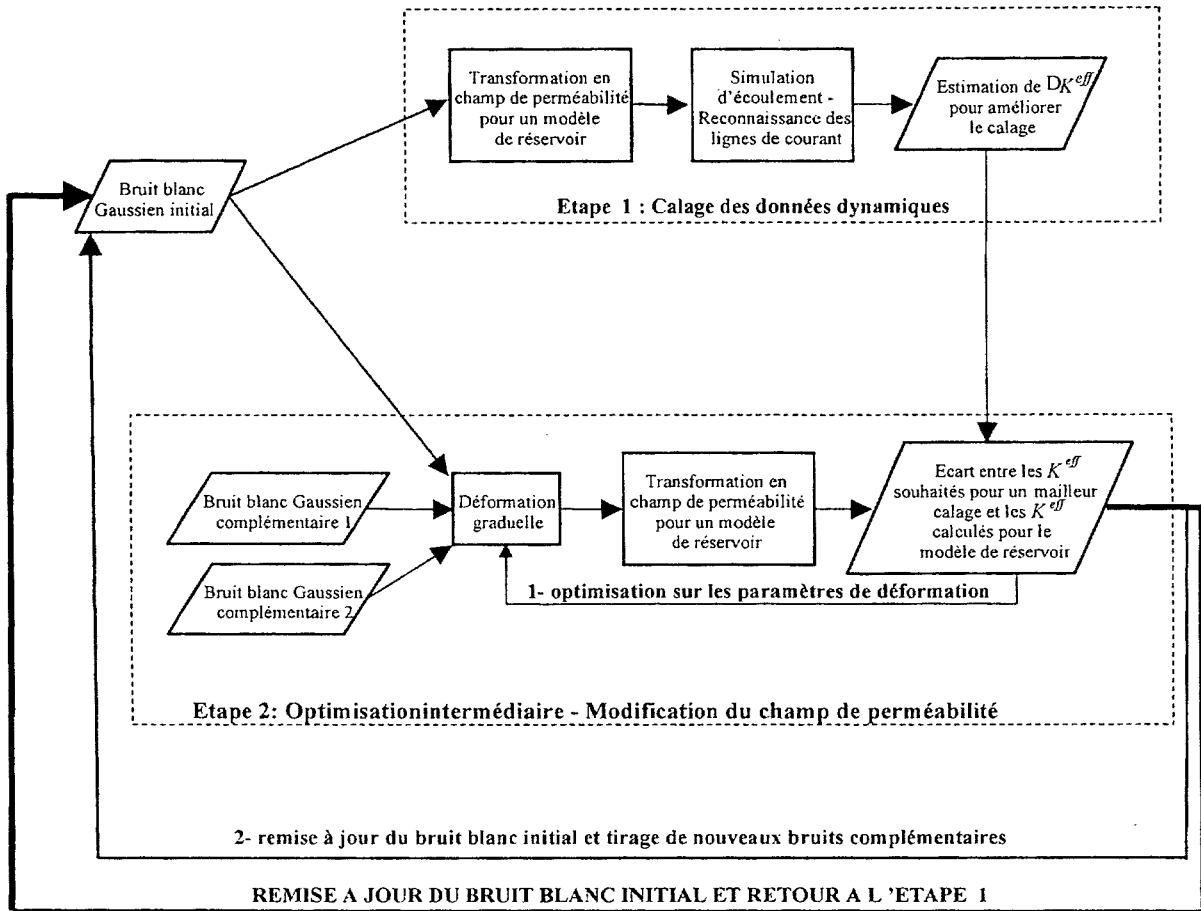
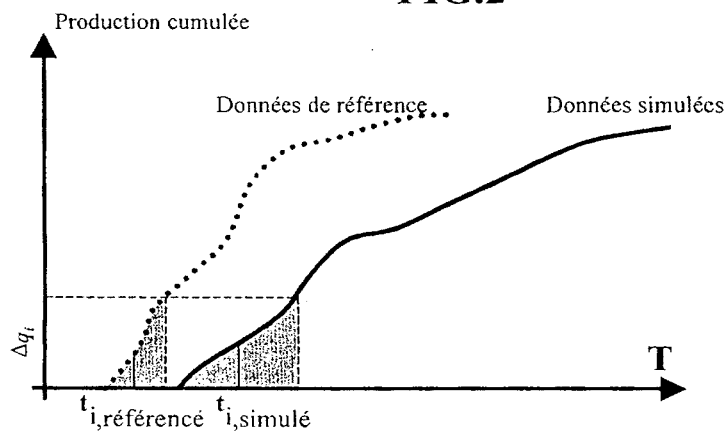


FIG.2



DÉPARTEMENT DES BREVETS

26 bis, rue de Saint Pétersbourg

75800 Paris Cedex 08

Téléphone : 33 (1) 53 04 53 04 Télécopie : 33 (1) 42 94 86 54

DÉSIGNATION D'INVENTEUR(S) Page N° 1.../1...

(À fournir dans le cas où les demandeurs et les inventeurs ne sont pas les mêmes personnes)

INV

Cet imprimé est à remplir lisiblement à l'encre noire

08 113 6 W / 270601

V s références pour ce dossier (facultatif)		JC/CLN
N° D'ENREGISTREMENT NATIONAL		020 8714
TITRE DE L'INVENTION (200 caractères ou espaces maximum) METHODE POUR CONTRAINDRE UN CHAMP DE PERMEABILITE HETEROGENE REPRESENTANT UN RESERVOIR SOUTERRAIN PAR DES DONNEES DYNAMIQUES		
LE(S) DEMANDEUR(S) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE		
DESIGNE(NT) EN TANT QU'INVENTEUR(S) :		
1	Nom	LE RAVALEC-DUPIN
	Prénoms	Mickaële
Adresse	Rue	16, rue des Frères Lumière
	Code postal et ville	92 500 Rueil-Malmaison
Société d'appartenance (facultatif)		
2	Nom	FENWICK
	Prénoms	Darryl
Adresse	Rue	33-35 rue de Lappe
	Code postal et ville	75 011 Paris
Société d'appartenance (facultatif)		
3	Nom	
	Prénoms	
Adresse	Rue	
	Code postal et ville	
Société d'appartenance (facultatif)		
S'il y a plus de trois inventeurs, utilisez plusieurs formulaires. Indiquez en haut à droite le N° de la page suivi du nombre de pages.		
DATE ET SIGNATURE(S) DU (DES) DEMANDEUR(S) OU DU MANDATAIRE (Nom et qualité du signataire) Pour Alfred ELMALEH, Chef du Département Brevets Jean COADOUR		

